
Sonderanalyse Winter 2022/23
im Auftrag BMWK
durchgeführt durch die 4-ÜNB
13.07.2022
50hertz
Elia Group
amprion
TenneT
Taking power further
TRANSNET BW

Einordnung der Analysen/ Grundannahmen

- Das Modell der 4-ÜNB, welches im Rahmen des gesetzlichen Prozesses der Bedarfsanalysen zur Berechnung des Redispatch-Bedarfes verwendet wird, wurde den Sonderanalysen zugrunde gelegt (BA22). Bezogen auf die Daten im europäischen Ausland wurden Annahmen angestellt, eine Abstimmung mit den Nachbarländern erfolgte nicht. Dies wird auf europäischer Ebene im Rahmen des Winter Outlook 2022/23 erfolgen.
- Bei allen Analysen wurde ein funktionierender europäischer Strommarkt unterstellt; es wurden keine Restriktionen / staatlichen Eingriffe betrachtet, die durch eine Gasmangellage entstehen könnten.
- Es wurde angenommen, dass die Brennstoffe für die Kraftwerke zur Verfügung stehen, selbst wenn keine Energieimporte aus Russland (Gas, Kohle, Erdöl) stattfinden.
- Die komplette Analyse wurde Anhand eines Wetterjahres durchgeführt. Die Wetterabhängigkeit des Gasverbrauchs im Stromsektor wurde unabhängig auf Basis von Berechnungen mehrerer Wetterjahre ermittelt.
- Der Wärmesektor ist in dieser Auswertung nur eingeschränkt berücksichtigt. KWK-Anlagen wurden tw. stromgeführt angenommen, d.h. es wurde eine verminderte wärmebedingte Mindesteinspeisung von Erdgas-KWK-Anlagen durch erhöhte Erdgaspreise forciert. Ein Industrie-bedingter KWK-Zwangseinsatz sowie Substitutionsmöglichkeiten innerhalb der Fernwärme-Netze durch andere KWK-Anlagen wurden berücksichtigt. Die Untersuchungen setzen eine Kompensation der wegfallenden KWK-Wärmeerzeugung durch alternative Erzeugungstechnologien (z.B. Gas-Heizwerke) voraus. Zur Wärmeerzeugung sind Kraftwerke, die ausschließlich Wärme erzeugen, effektiver als Kraftwerke, die zusätzlich Strom erzeugen (KWK-Anlagen).









Vergleich Sonderanalyse vs. BA22

Den Sonderanalysen (April/Mai 2022) liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Höherer Gaspreis: 200 EUR/MWh
- Geringere Stromerzeugung (minus 80 TWh, 10 GW) der französischen Kernkraftwerke im Vergleich zur BA22
- Beim Kraftwerkspark wurde der gesetzlich festgelegte Kernenergieausstieg in Deutschland zum 31.12.2022 angenommen: wie BA22
- Stromverbrauch: wie BA22 (normale konjunkturelle Entwicklung als konservative Annahme)
- Netzmodell: wie BA22
- Wetterjahr: wie BA22 (Wetterjahr 2012)

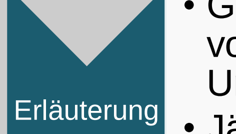
Untersuchungsumfang zum Winter 2022/23

Fragen des BMWK: Gibt es eine Lastunterdeckung unter den vorgegebenen Annahmen? Wie kann Erdgas im Stromsektor eingespart werden?



Ausgangslage: Bedarfsanalyse 2022

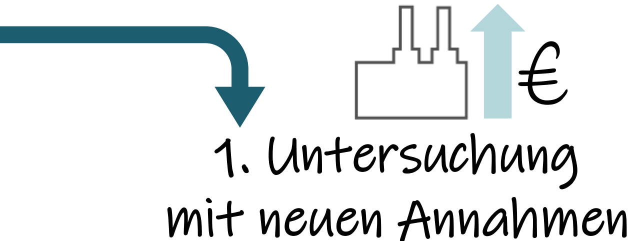
Szenario t+1: Winter 2022/2023



Erläuterung
- Gesetzlich vorgeschriebene Untersuchung
- Jährlich durchgeführt

Ziele
- Wie viel Netzreserve wird im kommenden Winter benötigt?

Ergebnisse
- Bedarf an allen Netzreservekraftwerken
- Zusätzliche Leistung im Ausland notwendig?



1. Untersuchung mit neuen Annahmen



Ziele
- Minimierung des Gasverbrauchs im Stromsektor
- Überprüfung ob Lastunterdeckung

Prämissen
- Sehr hoher Gaspreis → minimaler Einsatz



Ergebnisse Markt
- **Erdgasbedarf im Stromsektor in Gesamt-Europa wird um 9 %** (86 TWh_{th}) verringert
- Keine Lastunterdeckung in DE unter vorgegebenen Annahmen



9 GW in DE

2. Untersuchung mit zusätzl. Kraftwerken

Zusätzl. Prämissen
- 9 GW Kohle-KW in DE zurück im Markt

Ergebnisse Markt
- **Erdgasbedarf im Stromsektor in Gesamt-Europa** wird **um weitere 2%-Punkte** (26 TWh_{th})
- Keine Lastunterdeckung in DE unter vorgegebenen Annahmen

Ergebnisse Netz
- Kohle-KW können Redispatch-Arbeit senken
- Weitere Rechnung zu Redispatch-Leistung notwendig

Gasbedarf erdgasbasierter Kraftwerke in Europa

Ergebnisse Sensitivitäten: Hoher Gaspreis + zusätzlich 9 GW Kohleleistung im deutschen Markt

Erdgasbedarf [TWh_{th}]

Land	Variante	KWK<10MW (Erdgas)	ErdgasKW
AT	Ref	10	[illegible]
AT	Var2	10	[illegible]
AT	Var2+9GW	10	[illegible]
BE	Ref	14	8
BE	Var2	14	6
BE	Var2+9GW	14	13
CH	Ref	4	
CH	Var2	4	
CH	Var2+9GW	4	
CZ	Ref		
CZ	Var2		
CZ	Var2+9GW		
DE	Ref	81	99
DE	Var2	81	50
DE	Var2+9GW	81	45
DKE	Ref	[illegible]	[illegible]
DKE	Var2	[illegible]	[illegible]
DKE	Var2+9GW	[illegible]	[illegible]
DKW	Ref	3	[illegible]
DKW	Var2	3	[illegible]
DKW	Var2+9GW	3	[illegible]
FR	Ref	65	32
FR	Var2	65	25
FR	Var2+9GW	65	14
GB	Ref	105	12
GB	Var2	105	11
GB	Var2+9GW	104	11
HU	Ref	9	[illegible]
HU	Var2	9	[illegible]
HU	Var2+9GW	9	[illegible]
IT	Ref	42	177
IT	Var2	42	155
IT	Var2+9GW	42	141
LU	Ref	1	
LU	Var2	1	
LU	Var2+9GW	1	
NL	Ref	44	47
NL	Var2	44	48
NL	Var2+9GW	44	51
NO	Ref	6	
NO	Var2	6	
NO	Var2+9GW	6	
PL	Ref	25	9
PL	Var2	25	8
PL	Var2+9GW	25	8
SE	Ref		
SE	Var2		
SE	Var2+9GW		
SI	Ref	4	
SI	Var2	4	
SI	Var2+9GW	4	
SK	Ref	[illegible]	[illegible]
SK	Var2	[illegible]	[illegible]
SK	Var2+9GW	[illegible]	[illegible]

Größte Beeinflussung

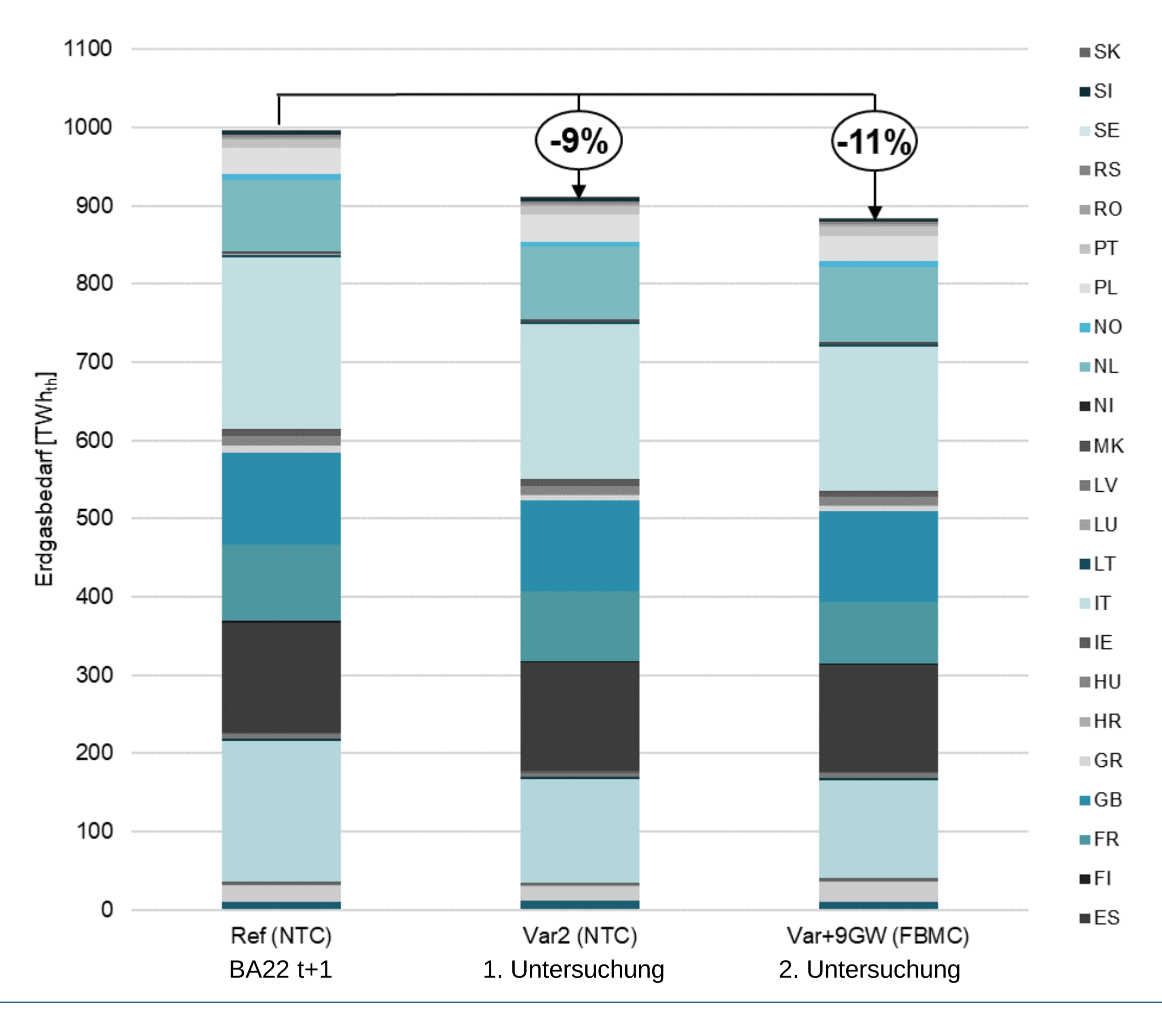
Ref: Referenz: BA22 t+1 BP-Sensi
1. Untersuchung: Var2
2. Untersuchung: Var2+9GW

Hinweis: *Ref* und *Var2* nur als NTC-Marktsimulation; *Var2+9GW* als FBMC-Marktsimulation

- 9 GW zusätzlich im Strommarkt DE befindliche Kohleleistung wirken sich insbesondere auf den Erdgasbedarf für den Stromsektor in **DE, FR und IT** aus
- In den Untersuchungen Var2 und Var2+9GW müssen in DE aufgrund geringerer KWK-Wärmeerzeugung zusätzlich ~13 TWh_{th} Gas zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden (in dieser Grafik nicht dargestellt)

Übertragung der Ergebnisse auf den Gesamtbedarf Erdgas Stromsektor Europa

Ergebnisse Sensitivitäten: Hoher Gaspreis + zusätzlich 9 GW Kohleleistung im deutschen Markt



Bedeutung für den europäischen Strommarkt:

1. Untersuchung:

Erdgasbedarf in Gesamt-Europa sinkt **um 9%** (86 TWh_{th}[1])



2. Untersuchung:

Reaktivierung von 9 GW Kohleleistung bringt **weitere 2%-Punkte** (26 TWh_{th})

Wie viel Erdgas kann durch zusätzliche 9 GW Kohle Kraftwerkskapazitäten gespart werden?

- Zusätzliche Kohleleistung im **deutschen Markt** von **24 TWh_{el}** aus **Steinkohle** und **7 TWh_{el}** aus **Braunkohle** verdrängen **14 TWh_{el} aus Erdgas** (~ 26 TWh_{th}) **in Europa**[2]
- Übrige Energiemenge verteilt sich auf andere Energieträger[3]

[1] Wert in der Abbildung liegt bei ~100 TWh, da hier die Wärmesubstitution (13 TWh_{th}) in DE nicht berücksichtigt ist

[2] davon 3,4 TWh_{el} bzw. 5,7 TWh_{th} in DE

[3] insbesondere Stein- und Braunkohle im Ausland









Fazit zur Gesamtanalyse und der Rückkehr von Kohlekraftwerken in den Markt

Sensitivitäten: hoher Gaspreis + zusätzlich 9 GW Kohleleistung im deutschen Markt

- Die Reduktion des Gasverbrauchs aufgrund einer angenommenen Erhöhung des Gaspreises auf 200 €/MWh beträgt ca. 86 TWh_{th} in der EU, davon 36 TWh_{th} in DE.
- Die mögliche Marktrückkehr von Kohlekraftwerken bis zu 9 GW ermöglicht eine zusätzliche Gaseinsparung (maximal 26 TWh_{th} in der EU, davon 5,7 TWh_{th} in DE).
- Die zusätzlichen Kohle-KW würden v.a. Erdgas-KW im Ausland verdrängen
  → Reduktion des Erdgasbedarfs insbesondere in IT, FR & DE
- Es kommt unter den getroffenen Annahmen zu keiner Lastunterdeckung.
- Restriktion des Substitutionspotentials: Das Verhältnis von Gaskraftwerken mit weiteren Betriebsanreizen (große KWK-Anlagen in Fernwärmenetzen und KWK kleiner 10 MW, sowie Industriekraftwerke mit Prozessdampf-Wärmeerzeugung) zu klassischen Marktkraftwerken (reine Stromerzeugung) beträgt 10:1. Für die Kraftwerke mit zusätzlichen Betriebsanreizen ist das Reduktionspotential aufgrund nicht vorhandener oder nicht bekannter Ersatztechnologien begrenzt.
- Die wetterbedingte Schwankungsbreite[1] des jährlichen Erdgasverbrauchs für die Stromerzeugung in DE beträgt ca. 30 TWh_{th} (+20 TWh_{th} bzw. -10 TWh_{th}).
- 9 GW zusätzliche Kohlekraftwerke im Markt wirken sich – je nach Standort – positiv auf die zu erwartende Redispatcharbeit im Jahreslauf aus. Auswirkungen auf die vorzuhaltende Redispatchleistung in kritischen Stunden bedürfen einer zusätzlichen Analyse. (Diese Analyse wird durchgeführt, sobald die Marktrückkehrer gemäß EKBG bekannt sind).


[1] Gesonderte Analyse für Untersuchungsstufe 1 (hohe Gaspreise)